

Силовые приводы насосных установок

Приводы центробежных насосов

1 Типы приводов, применяемых в насосостроении

Увеличение мощности и расширение областей применения центробежных насосов предопределило увеличение типов применяемых приводов.

В настоящее время наиболее распространенным типом привода центробежного насоса остаются электродвигатели различного исполнения, а среди них – электродвигатели переменного тока синхронные и асинхронные с частотой вращения до 3000об/мин.

Синхронная частота вращения определяется выражением

$$n_{\text{сирх}} = 60 f \times p,$$

где f – частота тока; p – число пар полюсов.

В основном применяются асинхронные трехфазные короткозамкнутые электродвигатели, частота вращения которых в отличие от синхронных меняется в зависимости от нагрузки. Величина скольжения определяется выражением

$$s = \frac{n_{\text{синх}} - n}{n_{\text{синх}}},$$

где n – частота вращения асинхронного электродвигателя.

В небольших двигателях $s = 5-6\%$, в мощных $s = 1-2\%$.

Частота вращения синхронных и асинхронных электродвигателей при различном числе пар полюсов, при частоте тока 50Гц приведена в табл.3.3.

Таблица 1. – Зависимость частоты вращения электродвигателей от числа пар полюсов асинхронного* (в зависимости от скольжения)

Число пар полюсов	1	2	3	4	5	6
Частота вращения электродвигателя, об/мин:	3000	1500	1000	750	600	500
синхронного;	2950*	1450	960	730	560	480

Критериями выбора типа электродвигателя наряду с особенностями их характеристик как технических, так и экономических являются традиции. Например, для привода насосов общепромышленного назначения чаще применяются асинхронные электродвигателя, а для нефтяной промышленности – синхронные.

Синхронные электродвигатели применяются в крупных установках, когда не требуется регулирования частоты вращения и частых пусков.

Электродвигатели мощностью 400 кВт и выше считаются «именниковыми» и поставляются по отдельным заказам. Максимальная мощность таких двигателей 12500кВт.

Для привода насосов, перекачивающих горючие и взрывоопасные продукты, применяются электродвигатели во взрывозащищенном исполнении с различной степенью защиты.

Для особых условий работы применяются электродвигатели постоянного тока.

Для привода насосов, перекачивающих токсичные, радиоактивные и другие характерные жидкости, используют герметичные электродвигатели различного исполнения.

Мощность их, как правило, не превышает нескольких десятков киловатт. Хотя в отдельных случаях, например, для главных циркуляционных насосов АЭС применяются специальные электродвигатели мощностью до 1500кВт.

Характерной особенностью таких двигателей является, с одной стороны, возможность предотвращения утечек перекачиваемой жидкости, а с другой – более низкая экономичность и возможность ремонта только на заводе-изготовителе или в аналогичных условиях. В последние

десятилетия прошлого века разработаны приводы, альтернативные герметичным электродвигателям, а именно использование обычных двигателей, но с магнитными муфтами.

Мощность их ограничивается десятками киловатт.

Паровые и газовые турбины в качестве привода центробежных насосов используются значительно реже. Как правило, это установки индивидуального проектирования, характеризующиеся отсутствием ограничения по мощности, широкой зоной регулирования по частоте вращения и наличием рабочей жидкости: пара или газа. В качестве примера можно привести питательные турбонасосы энергетических блоков ГРЭС, ТЭЦ и АЭС, насосы магистральных нефтепроводов отдаленных районов, где невыгодно проводить линии электропередач.

В случае наличия гидравлической энергии перспективно использование в качестве привода гидравлической турбины. Так, применение насосов с гидротурбинным приводом в составе энергоблоков ТЭС и АЭС дает следующие преимущества:

- позволяет создать насос с оптимальной частотой вращения;
- позволяет осуществить регулирование насоса наиболее рациональным способом;
- упростить конструкцию уплотнений насоса, так как перекачиваемая и рабочая среда гидропривода близки по основным параметрам;
- возможность создать агрегат, не требующий внешних систем смазки подшипников;
- при использовании гидротурбинного привода, органично включенного в тепловую схему энергоблока, осуществлять утилизацию потерь энергии в приводе благодаря возврату в цикл установки рабочей воды, нагреваемой за счет потерь в гидротурбине.

В последние годы все более актуальным становится вопрос энергосбережения за счет использования нетрадиционных видов энергии, в частности энергии, существующей в непрерывных технологических циклах в виде перепадов давления жидкости. Простейшим путем использования этой энергии может быть установка в месте перепада давления турбины, которая может рекуперировать энергию жидкости с помощью генератора или же работать в качестве привода.

К созданию рекуперативных турбин в Украине приступили во второй половине 80-х годов во ВНИИАЭН. Были проведены теоретические и экспериментальные исследования, отработаны высокоэкономичные проточные части для многоступенчатых турбин. Созданы гидротурбины двух типов: однопоточные многоступенчатые секционные и двухпоточные одноступенчатые спиральные с расходом 800 - 4000 м³/ч, напором 180 - 500 м и мощностью 700 - 2000 кВт. При разработке конструкции турбин использован опыт создания мощных центробежных насосов для тепловой и атомной энергетики, нефтехимической промышленности. Ряд узлов: опорные и упорные подшипники, концевые уплотнения, соединительные муфты роторов – заимствованы из этих насосов. Отдельные турбины выполнены на базе серийных насосов и отличаются от последних только рабочими колесами. Рекуперативные гидротурбины могут быть использованы в производствах газоочистки, нефтехимии и т.п. как вспомогательный привод насосных агрегатов. При этом образуется агрегат мотор-насос-турбина, состоящий из насоса, турбины и электродвигателя. Схема газоочистки с использованием рекуперативной турбины приведена на рис.3.26. Применение рекуперативных турбин позволяет значительно снизить потребляемую насосами мощность. Одним из перспективных направлений использования рекуперативных гидротурбин и агрегатов со вспомогательным турбоприводом является их установка вместо дроссельных клапанов на электростанциях, на линии рециркуляции мощных питательных насосов. В качестве примера можно привести насос ПЭА 1650-80, при работе которого на линии рециркуляции с расходом 500 м³/ч потери мощности при дросселировании составляют примерно 3000 кВт. Замена дросселей рекуперативными турбинами позволит наряду с экономией электроэнергии значительно снизить уровень шума, износ и вибрацию арматуры.

Основные преимущества и недостатки применения различных наиболее часто встречающихся типов приводов приведены в табл. 3.4.

Таблица 2. – Преимущества и недостатки применения различных типов приводов

Преимущества	Недостатки
Асинхронные электродвигатели	
Просты в производстве.	Ограничение по мощности до 6000-8000кВт.
Надежны в эксплуатации.	Ограничение по частоте вращения (не более 3000об/мин)
Возможность регулирования частоты вращения (по сравнению с синхронным).	Снижение КПД на частичных нагрузках
Меньшие габариты по сравнению с синхронным	
Синхронные электродвигатели	
1 Более высокий КПД (по сравнению с асинхронными двигателями) благодаря возможности работать с высоким коэффициентом мощности ($\cos\varphi=1$)	Невозможность регулирования частоты вращения.
	Большие габариты (по сравнению с асинхронным двигателем дополнительно комплектуются возбудителем)
Паровые турбины	
Практически отсутствует ограничение по мощности.	Необходимость наличия пара.
Гибкость регулирования за счет плавного изменения частоты вращения (отпадает необходимость в применении гидромукты и мультипликатора, снижающих экономичность электронасосного агрегата).	Усложнение тепловой схемы блока.
Применение частоты вращения более 3000об/мин позволяет уменьшить габариты приводимого насоса за счет уменьшения числа ступеней и диаметра рабочего колеса при данном напоре, повысить КПД турбины, снизить ее габариты и стоимость.	Усложнение схемы трубопроводов
Повышение тепловой экономичности энергоблока	

Гидравлические турбины

Учитывая общую тенденцию повышения частоты вращения в насосостроении (более 3000об/мин), принципиальным становится вопрос выбора высокооборотного привода. В этом случае возможны следующие варианты приводов:

- 1 Турбина паровая, газовая или гидравлическая.
- 2 Обычный электродвигатель с мультипликатором.
- 3 Обычный электродвигатель с гидродинамической муфтой и встроенным мультипликатором.
- 4 Частотно-регулируемый электродвигатель.

Преимущества и недостатки турбинного привода приведены в табл.3.4. Обычный электродвигатель имеет свои недостатки, на которые накладывается надежность дополнительного элемента – мультипликатора, при этом главный недостаток – отсутствие возможности регулирования частоты вращения. При включении в состав привода

гидродинамической муфты этот недостаток устраняется, но усложняется установка, снижается ее экономичность и повышается стоимость. Применение частотно-регулируемых электродвигателей (с тиристорными преобразователями частоты) обеспечивает плавное регулирование частоты вращения в широком диапазоне, однако их дороговизна значительно сдерживает их широкое применение.

В целом выбор того или иного типа привода определяется назначением, параметрами и условиями эксплуатации центробежного насоса.

Расчеты по выбору электродвигателя

Электродвигатель для привода при соединении валов посредством муфты выбирается по максимальной мощности насоса, Вт, обусловленной условиями работы агрегата:

$$N_{\max} = \frac{k\rho g Q_{\max} H_{Q_{\max}}}{1000 \cdot 3600 \eta_{Q_{\max}}}$$

где Q_{\max} – максимально возможная подача насоса, м³/ч;

$H_{Q_{\max}} / Q_{\max}$ – соответственно напор, м и КПД насоса при Q_{\max} ;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

k – коэффициент запаса, выбираемый в пределах 1.5-1.05, в зависимости от условий работы агрегата. По ГОСТ 12878-67 рекомендуются следующие значения коэффициента запаса в зависимости от мощности насоса: до 20кВт $k = 1.25$; от 20 до 50кВт $k = 1.2$; от 50 до 300кВт $k = 1.15$; от 300 до 500кВт $k = 1.1$; свыше 500кВт $k = 1.05$.

По полученному значению максимальной мощности N_{\max} выбирается ближайший по каталогу тип электродвигателя. Номинальная мощность двигателя должна быть больше N_{\max} .

После выбора электродвигателя необходимо проверить соответствие его пусковых характеристик условиям работы агрегата в системе. Для этого строится графическая зависимость момента сопротивления агрегата от частоты вращения (рис.3/25).

Обычно в инженерной практике используют приближенные методы построения кривой момента сопротивления насосного агрегата в процессе пуска, основываясь на экспериментальных данных. Момент сопротивления насосного агрегата состоит из суммы момента трения вращающихся частей и момента, затрачиваемого на ускорение массы жидкости в трубопроводах. Для нормального пуска момент, создаваемый электродвигателем, должен быть больше суммарного момента сопротивления. Так как центробежные насосы чаще всего запускаются в работу при закрытой задвижке, момент, затрачиваемый на ускорение жидкости в трубопроводе, не принимается во внимание.

Графическая зависимость $M_{\text{сопр}} = f(n)$ строится по следующим точкам:

- начальный момент трогания с места ($n = 0$);

по опытным данным:

$$M_0 = 0,21 M_{\text{ном}},$$

где $M_{\text{ном}} = 9736 N_{\text{дв}} / n$ – номинальный момент на валу электродвигателя, нм;

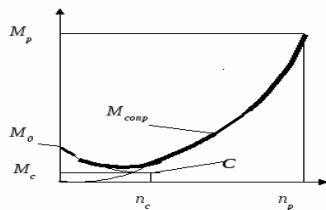


Рисунок 3.25-Пусковая моментная характеристика

-момент выхода электродвигателя на номинальную частоту вращения ($n = n_{ном}$):

$$M_p = 9736 \text{ N} / n, \quad (3.58)$$

Из начала координат через точку M_p строим квадратичную параболу Mn^2 , так как составляющие момента сопротивления пропорциональны квадрату частоты вращения.

Эксперименты показывают, что в начальный момент пуска кривая момента сопротивления резко отличается от параболы. Для того чтобы получить кривую, близкую по форме к действительной, на график наносят дополнительную точку «С» с координатами:

$$n_c = 0,3 \text{ нном}, \quad (3.59)$$

$$M_c = 0,03 \text{ Мном}. \quad (3.60)$$

Точки M_0 и M_c соединяются плавной кривой, пересекающей квадратичную параболу. В месте пересечения выполняется плавное сопряжение двух кривых (рис 3.24)

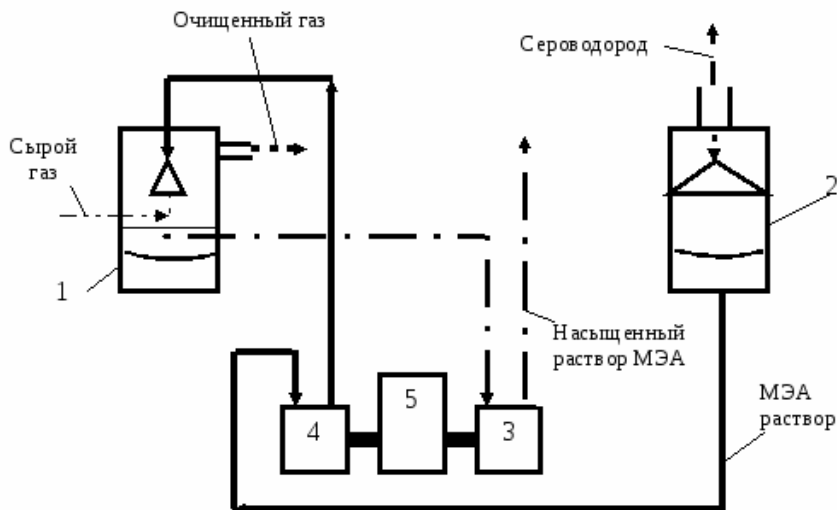


Рисунок 3.26 - Схема газоочистки с использованием рекуперативной турбины:

1-абсорбер (высоконапорный); 2-десорбер (низконапорный);

3-гидравлическая рекуперативная турбина; 4-насос; 5-электродвигатель